

核电

到底有多大竞争力？

Fatih Birol

世界最新能源展望预计未来喜忧参半

当今世界正面临着两种与能源有关的威胁：一种是无法以能承受的价格获得充足可靠的能源供应；另一种是能源消耗造成的环境损害。能源价格的飞涨和最近发生的地缘政治事件提醒我们：负担得起的能源在经济增长和人类社会发展起着重要作用；全球能源体系在应对能源供应中断方面是十分脆弱的。

因此，确保能源安全再度成为国际政策议程中的首要问题。然而，目前的能源供应模式带来严重且不可恢复的环境损害的威胁。要实现能源安全和环境保护的双重目标，不但需要政府采取强有力的、协调一致的行动，而且还要有公众的支持。

这些担忧使有关核电作用的讨论重新开始。在过去两年中，已经有一些国家政府发表声明支持增加核电在未来能源结构中的作用，几个国家政府已经为建造新一代安全、成本效益好的反应堆采取具体步骤。

在今后25年中，核能连同能效技术和可再生能源

一起，可能有助于消除人们对过分依赖化石燃料发电的担心，尤其是对气候变化和日益依赖天然气进口的忧虑。

✓ 核电是一种低碳的电力来源。如果取代燃煤发电设备，1吉瓦核电设备运行1年能避免排放560万吨CO₂。核电厂不排放二氧化硫、氮氧化物或颗粒物等气载污染物。

✓ 核电厂能够帮助减少对进口天然气的依赖；而且与天然气不同的是，铀资源在世界各地分布广泛。按照目前政策，到2030年，经济合作与发展组织（经合组织）的所有地区和一些主要发展中国家主要由于电力部门的需要，对天然气进口的依赖将增加。

✓ 核电厂以相对稳定的成本生产电力，因为燃料成本占总生产成本的一小部分；原料铀占总生产成本的5%左右，处理后的铀燃料占总生产成本的15%左右。在天然气发电厂中，燃料占电力总生产成本的75%左右。

核电展望

国际能源机构的旗舰出版物《世界能源展望2006》（以下称“《展望》”）包括两种政策情景：

● **参考情景** 假定一些国家的现行政府政策将大致保持不变，它们将继续推行它们的现行计划，扩大核电规模，或逐步淘汰核电。为核电确定的目标，如果判断是不现实的，便假定是不可实现的。作为许多国家的目标基础的宏观经济假设、技术假设和财政假设，往往与《展望》中使用的假设不同。

● **替代政策情景** 假定将制定一些其他政策来对付全球变暖和解决供应安全，包括采取措施增加核电的作用。假定已有核电厂的国家政府将支持现有反应堆运行寿命延长或新的反应堆建造。假定在所有已制定逐步淘汰核电政策的国家里，为把CO₂排放保持在低水平、解决对供应安全的忧虑和推迟对新投资的需要，反应堆关闭将比计划得晚。在《展望》描述的参考情景中，预测核电装机容量到2030年将从现在的368吉瓦增加到416吉瓦；在替代政策情景中，预测到2030年将增加到519吉瓦。

参考情景 在参考情景中，预测世界核发电量到2030年将从2005年的2789太瓦时增加到3304太瓦时，相当于每年平均增长0.7%，而总发电量的年增长率为2.5%。装机容量将从368吉瓦增加到416吉瓦。假定核电容量因子将不时地改进，尤其是在现在低于世界水平的那些国家。总的来说，到2030年，世界平均核电容量因子将从2005年的85%增加到91%。

预测在中国、日本、印度、美国、俄罗斯和韩国核电装机容量增加最为显著。经合组织欧洲国家的核电装机容量将从131吉瓦下降到74吉瓦。德国、瑞典和比利时的核电淘汰将占35吉瓦。假定这3个国家的所有核电厂在2030年以前关闭。

核电在世界发电量中所占的份额将从15%下降到10%。在经合组织欧洲国家核电份额下降幅度最大，到2030年核电份额将从2005年的29%下降到12%。

替代政策情景 在替代政策情景中，世界核发电量到2030年将达到4106太瓦小时，相当于每年以1.6%的平均速率增长。在整个预测时期里，核电在总的世界发电量中所占的份额将从目前的15%略有减小，基本保持在14%左右。到2030年，核电装机容量

将达到519吉瓦。这两种情景之间的最大差别发生在2020年以后，原因是核电厂交付期较长。

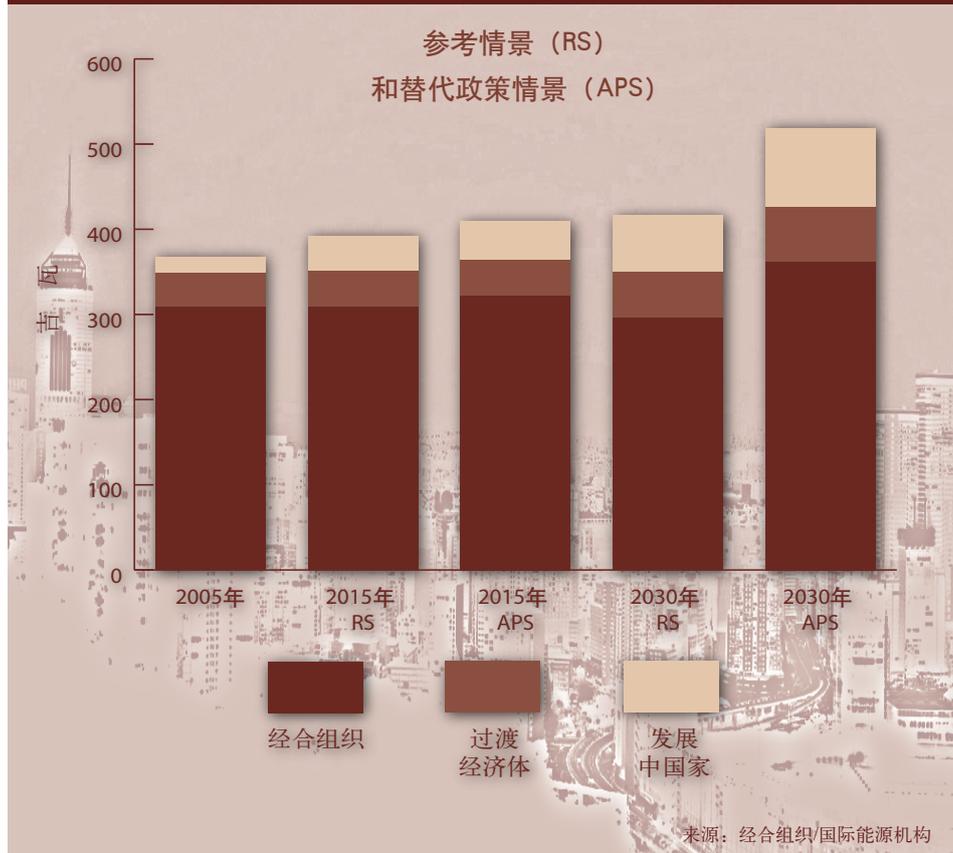
在经合组织欧洲国家以外的所有较大的地区，核电装机容量都将增加。在经合组织欧洲国家，预测新的建造规模将不足以弥补核电厂关闭的影响。要在欧洲竞争性市场中改变这种状况，很可能需要从CO₂减排的长期承诺中发出的强烈市场信号。截至2006年中期，经合组织欧洲国家尚未明确2012年以后的CO₂减排目标。虽然假定逐步淘汰核电的政策会继续执行，但是这些政策的执行大约推迟10年。这样算来，德国到2030年还有1座反应堆在运行，而比利时和瑞典的反应堆在2030年也仍在运行。在英国，除了1座反应堆外，所有反应堆都将退役而无所替代。

预计在中国、美国、日本、韩国、印度和俄罗斯核发电能力增加最大。这些国家的核发电能力到2030年将占世界总的核发电能力的2/3。

预计在中国、美国、日本、韩国、印度和俄罗斯核发电能力增加最大。预测这6个国家的核发电能力到2030年将占世界总的核发电能力的2/3，而今天它们所占的份额刚刚超过1/2。核电容量因子的预测结果，与参考情景相同。

发电量中核电份额的最大增加，预测发生在经合组织太平洋地区。在这个地区，2030年的核电份额将从现在的25%增加到41%。在经合组织北美地区，核电将维持其目前所占的份额。在经合组织欧洲国家中，到2030年核电所占的份额将下降到20%。这个份额虽然高于参考情景，但仍低于目前的份额29%。在那些过渡经济体中，核电份额将从17%增加到23%。在中国和印度，2030年这些份额将分别从现在的2%和3%增加到6%和9%。

世界核发电能力



同的投资回报。以下分析了两种情况:

✓ 一种是低贴现率情况, 对应于中等风险投资环境。在这种环境中, 电厂的建造风险和运行风险通过长期电力购买协议等安排, 在电厂买方、电厂卖方、外部融资者和电力用户之间分担。

✓ 另一种是高贴现率情况, 对应于更冒险的投资框架。在这种框架下, 电厂买方和金融投资者以及贷款人承担更高比例的建造风险和运行风险。

《展望》在低贴现率情况分析中, 拿核电的发电成本与主要基荷替代发电技术作了比较。得出的结果是, 虽然在较高建造成本假设 (2500美元/千瓦) 下, 当天然气价格约为6美元/兆英热单位 (接近于2005年经合组织的平均天然气价格, 并且在为整个预测期假定的6~7美元/兆英热单位

的价格范围内) 时, 核电是可与联合循环燃气轮机发电厂相竞争的, 但是当煤的价格为55美元/吨时, 核电便比煤电贵。在较低建造成本假设 (2000美元/千瓦) 下, 核电是能与煤电相竞争的。(见第20页图“发电成本”)

《展望》也分析了高贴现率假设下的发电成本。在高建造成本和低建造成本概算下的核发电成本是每千瓦小时5.7美分和4.9美分。在高贴现率情况下, 像核电和风力发电之类的资金密集型技术是不能与联合循环燃气轮机或燃煤电厂竞争的。在这种情况下, 核发电成本在每千瓦小时6.8美分到8.1美分之间。(见第20页图“发电成本”)

在用于上述成本概算的参数幅度方面, 存在许多不确定性。影响核电竞争力的最重要因素是投资成本、贴现率和核电厂的经济寿命。天然气价格和煤价格的增高, 以及碳值的引入, 将会改善核电相对于替代能源发电技术的竞争地位。发电厂的位置和规模也影响发电成本。

燃料成本是核发电成本的一小部分。相对于基准

竞争市场中的核电经济学

与联合循环燃气轮机、蒸汽煤、一体化煤气化联合循环发电厂和陆上风力发电厂等有竞争力的成熟技术相比, 新的核电厂的经济基础是什么?

情景中所做的成本假设, 以对今后10~15年的预测为基础。一体化煤气化联合循环发电厂和风力发电厂的建造成本, 预测比今天低10%~15%。预测在直到2030年的这个时期, 天然气价格将处于6~7美元/兆英热单位。煤的价格虽然指的是进口到经合组织的煤的国际市场价格 (2015年55美元/吨, 2030年60美元/吨), 但是包括美国和加拿大在内的一些国家有机会得到更便宜的本地煤, 使得燃煤发电更有竞争力。就核电厂而言, 为反映那些将在2015年投入商业运行的反应堆的成本估计中的不确定性, 在预测中采用了各种不同的建造成本。这些建造成本适用于在现有场址上建造的核反应堆。一些绿野项目, 其成本很可能更高。经合组织国家中的大多数新反应堆很可能建在现有场址上, 至少在今后10~15年如此。

不管电厂投资者是运行公司的股东还是外部金融从业者, 他们都会视投资者所承担的风险大小寻求不

假设，铀、天然气和煤的价格提高50%，将使核发电成本增加约3%，煤电成本增加21%，联合循环燃气轮机发电成本增加38%，证明核电对燃料价格风险有较大的弹性。

在低贴现率情况中，碳价格将对核发电、燃煤发电、燃气发电的成本有怎样的影响？在CO₂价格约为10美元/吨时，甚至在较高建造成本假设下，也会使核电能够与燃煤电厂相竞争。这个低碳价格显示，核电是一种成本效益好的缓解方案。欧盟排放贸易方案中的平均碳价格往往是高很多。2005年的平均CO₂价格为18.3欧元/吨（约23美元/吨），2006年4月底之前它上升到22.9欧元/吨（约33美元/吨）。4月底，CO₂价格突然下降。从2006年4月到2006年8月底CO₂价格突然下降以来，CO₂价格一直平均为15.5欧元/吨（19美元/吨）。在高贴现率情况下，为分别在较低和较高的基建成本假设中使核电能够与燃煤电厂相竞争，需要碳的价格约为10~25美元；为使核电能够与燃气电厂相竞争，需要碳的价格为15~50美元。（见本页图“CO₂价格对发电成本的影响”）

与联合循环燃气轮机和燃煤电厂等替代基荷化石燃料技术相比，核电具有更高的资本密集性。在核发电成本的3个主要组成部分即基建成本、燃料成本以及运行和维护成本中，基建成本部分约占成本的3/4。而对于联合循环燃气轮机而言，基建成本约只占总成本的20%左右。核电厂需要的初始投资为每座反应堆20亿~35亿美元。巨大的前期基建投资可能是更难以筹集的。

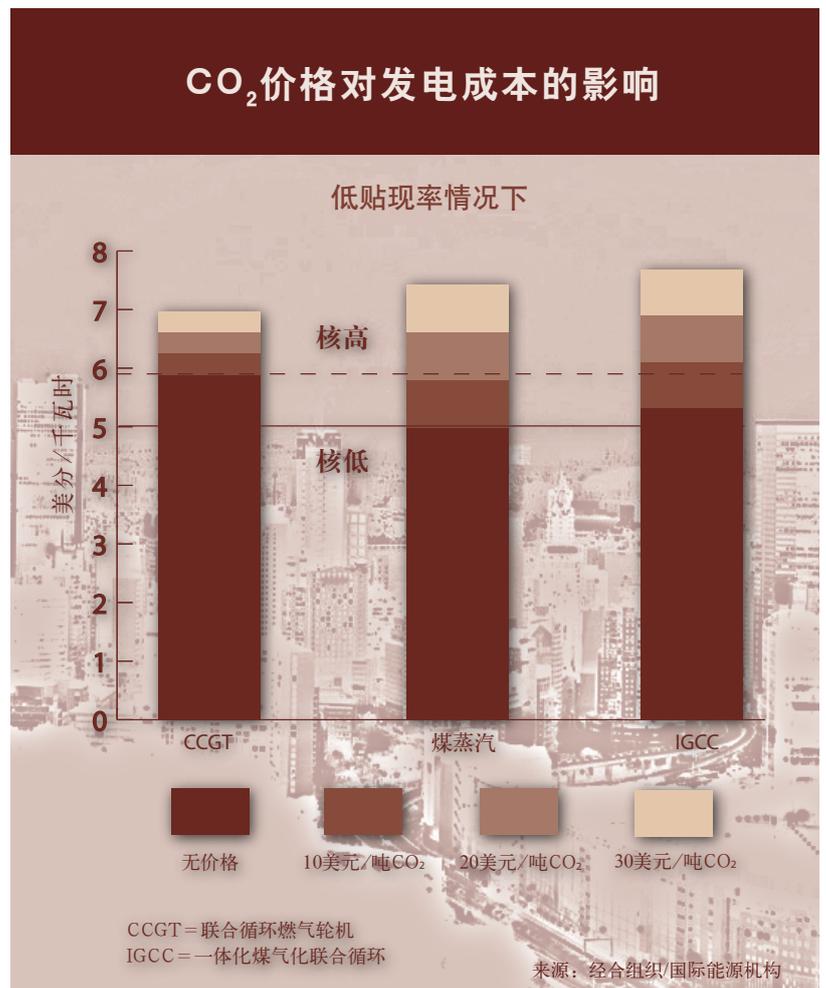
核电厂在规划和许可证申请阶段以及在建造阶段，周期都较长。基础设施比较完善的国家，能够预期总的周期（从政策决定到商业运行）为7~15年。核电厂的建造时间比联合循环燃气轮机电厂（一般为2~3年）和风电厂（1~2年）长得多，比燃煤电厂（4年）也长一些。

在一些国家，尤其是在美国和英国，核电厂的建造时间一直较长。在日本，核电厂一直是不到4年便可建成。在中国和韩国，一些核电厂比计划提前建成。

核燃料成本包括前端成本和后端成

本。前端成本包括铀的成本（约占总燃料成本的25%）、铀的转化成本（5%）、为在轻水反应堆中使用而进行浓缩的成本（30%）以及制造成燃料组件的成本（15%）。后端成本（约占总的燃料成本的25%）包括直接处置成本或后处理成本以及为重新利用循环易裂变材料成本。直接处置成本（目前由电力公司承担）包括现场贮存成本，以及在一些国家征收的最终废物处置准备金。这些成本只是总的发电成本的很小部分。

现有反应堆的退役成本据报道从西方压水堆的200~500美元（以2001年美元计）/千瓦、俄罗斯VVER的330美元/千瓦、沸水堆的300~550美元/千瓦、加拿大坎杜堆的270~430美元/千瓦到一些英国气冷镁诺克斯反应堆的高达2600美元/千瓦不等。今天建造的反应堆的退役成本虽然估计占初始基建成本的9%~15%，但给予贴现时，它们只占投资成本的一小部分。总的来说，退役只占总的发电成本的一小部分。在美国，电力公司征收的电价中包含0.1~0.2美分/千瓦时的退役准备金。



政策影响

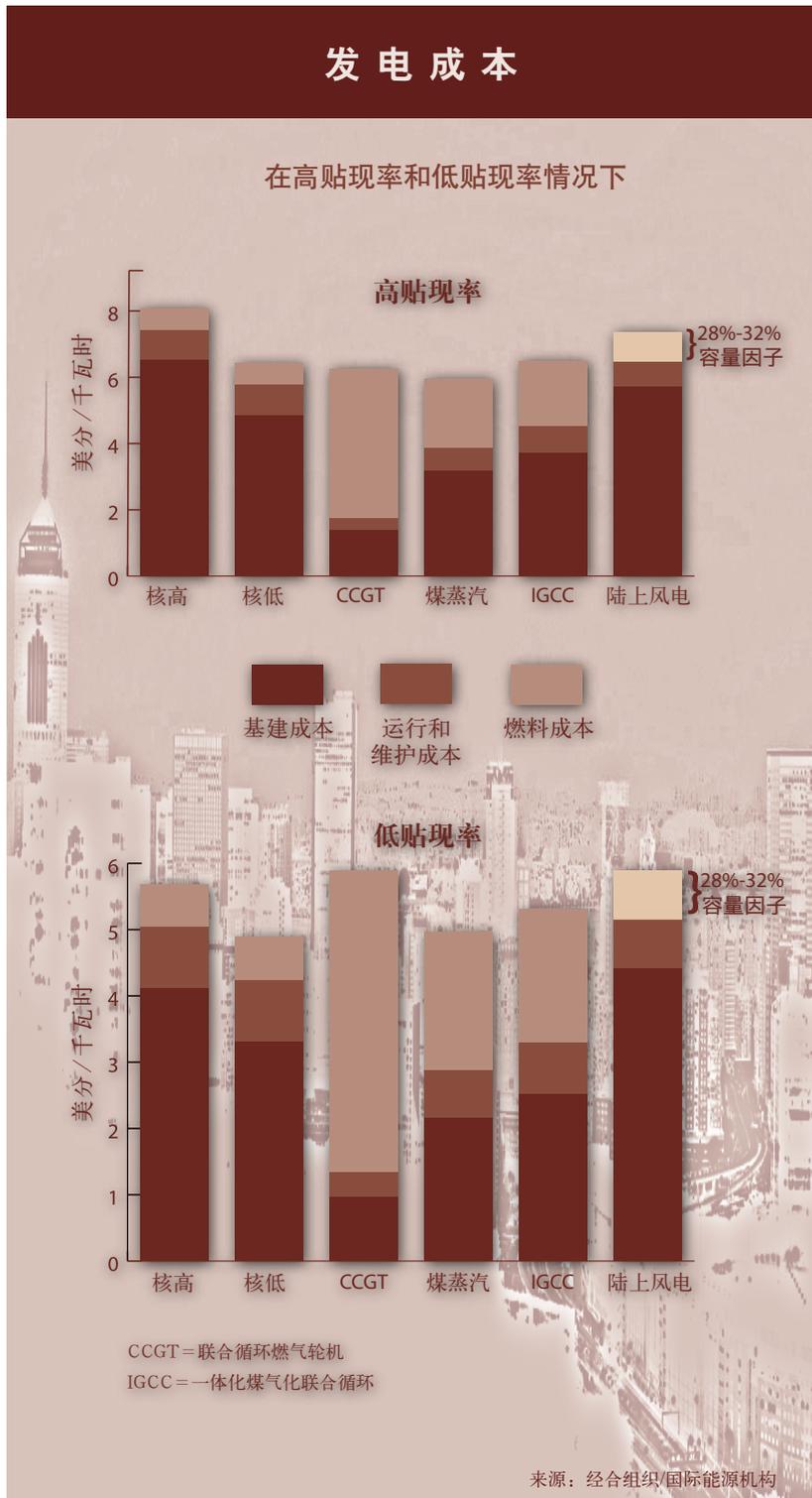
上述分析表明，新的核电厂能够生产价格有竞争力的电力，只要天然气和煤的价格足够高，以及核电建造风险和运行风险由电厂卖方、运营公司和（或）（在市场受到监管的场合）监管部门适当地分担，使基建成本或贴现率保持在足够低的水平。在低贴现率的概算中，核发电成本处于4.9~5.7美分/千瓦小时的范围，使核电成为减少CO₂排放、能源结构多样化和

减少对进口天然气依赖的一个成本有效的可供选择的方案。

经济学只是一个因素。为促进核投资，还必须解决许多其他问题。监管程序的性质是一个关键因素，它决定着能否获得核电厂的建造和运行许可证。选址和许可证审批程序的不确定性和费用需要减小到最低限度。现在讨论核电作用的许多国家已有很长时间未建造核电厂。美国政府已经采取步骤，审议和简化监管程序。它还新的电厂提供经济奖励。在《英国能源评论》中，英国政府已经表示了简化监管和规划程序的打算。

安全、核废物处置和扩散风险，这些都是考验公众可接受性，因而必须令人信服地加以解决的问题。在解除监管的市场里，私人投资者将承担退役成本和新建核电厂产生的废物的处置成本，因而将需要有能力评价用于管理这些成本的现有安排。国际合作（例如，共享废物处置能力和基础设施）将对此有帮助。对民用核活动产生的扩散担忧，只有通过普遍参加并且证明遵守了有关核电利用的国际公约，才能加以缓解。

在国家政府决心加强能源安全，减少碳排放和缓解对化石燃料价格的不适当压力的情况下，它们会选择在以下方面发挥作用：克服核电发展道路上的障碍；为核电厂所需要的较大初始投资（每座反应堆20亿~35亿美元）提供便利；以及为发展新一代反应堆铺路。这些目标最近几年已变得更加清晰，而且核电的经济性已经变得对核电有利。不过，到目前为止还几乎没有具体措施。



Fatih Birol是设在法国巴黎的经济合作与发展组织国际能源机构 (www.iea.org) 首席经济学家。电子信箱：weo@iea.org。

有关《世界能源展望2006》的更多信息，请见www.worldenergyoutlook.org。